Tampereen yliopisto

Leevi Sivonen

ENERGIAVIRASTON EDELLYTTÄMÄ JAKELUVERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Rakentamistapojen vertailu kehittämissuunnitelmien perusteella

Kandidaatintyö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja: Pertti Järventausta
Huhtikuu 2025

TIIVISTELMÄ

Leevi Sivonen: Energiaviraston edellyttämä jakeluverkon kehittämissuunnitelma
Kandidaatintyö
Tampereen yliopisto
Tieto- ja sähkötekniikan kandidaattiohjelma, sähkötekniikka
Huhtikuu 2025

Energiavirasto valvoo sähköverkkotoimintaa asettamalla kohtuullisen tuoton sähköverkkoyhtiöille ja edistäen laissa määrättyjen laatuvaatimusten toteutumista eri jakeluverkkoalueilla. Energiavirasto on määrännyt jokaiselle jakeluverkkoyhtiölle tehtäväksi kehittämissuunnitelman omalla verkkoalueellaan. Riittävän toimitusvarmuuden saavuttamisen edellytyksenä on sähköverkkojen kehittäminen ja tarkasti harkittujen investointien toteuttaminen. Kehittämissuunnitelman kautta Energiaviraston on helppo valvoa eri jakeluverkkoyhtiöissä tehtyjä päätöksiä ja verkon kehittämiskohteita.

Tässä kandidaatintyössä on tarkoituksena tutustua Energiaviraston määräämään jakeluverkon kehittämissuunnitelmaan kolmessa eri jakeluverkkoyhtiössä. Erityisesti vertaillaan jakeluverkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmissa valittuja sähköverkon rakentamistapoja ja niiden soveltuvuutta jokaisella verkkoalueella. Rakentamistapojen hyviä sekä huonoja puolia käydään läpi kirjallisuuteen verrattuna. Tutkimuskysymyksinä ovat ”millä rakentamisratkaisuilla verkkoyhtiöt kehittävät verkkoa säävarmaksi” ja ”pidetäänkö maakaapelointia ainoana ratkaisuna toimitusvarmuuden takaamiseksi”. Myös 1 kV tekniikan käytön mahdollisuutta verkkoalueilla pohditaan, sekä sen hyviä ja huonoja puolia. Lopuksi tässä kandidaatintyössä käydään läpi tulevaisuuden näkymiä eri verkkoyhtiöissä, sekä mahdollisia jatkotutkimuskohteita aiheeseen liittyen.

Työssä huomataan, että sopivin rakentamistapa vaihtelee alueittain ja vertailuun on otettava huomioon monet eri tekijät. Havaitaan myös, että toimitusvarmuuden kannalta eri rakentamistapojen yhteensovittaminen on tärkeää. Maakaapelointi ei välttämättä siten ole yksinään ratkaisu vaan ennemmin eri rakentamistapojen yhdistäminen. 1 kV sähkönjakelun huomataan olevan pätevä ratkaisu, kun huomioidaan sen asettamat kynnysehdot.

Avainsanat: Energiavirasto, kehittämissuunnitelma, jakeluverkon rakentamistavat, maakaapeli, avojohto, 1 kV sähkönjakelu, säävarma verkko

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

TEKOÄLYN KÄYTTÖ OPINNÄYTTEESSÄ

Opinnäytteessäni on käytetty tekoälysovelluksia:

☐ Ei
☒ Kyllä

Ilmoitukseni mukaan olen käyttänyt opinnäytteessäni tutkielmaprosessin aikana seuraavia tekoälysovelluksia:

Tekoälysovellusten nimet ja versiot: GPT-4-turbo ja GPT-4o

Käyttötarkoitus: Tekoälyä on käytetty sisällysluettelon rakenteen ideointiin, johdannon hahmotteluun sekä yhteenvedon kirjoittamisessa apuna

Osiot, joissa tekoälyä on käytetty: Sisällysluettelo, Johdanto, Yhteenveto

Olen tietoinen siitä, että olen täysin vastuussa koko opinnäytteeni sisällöstä, mukaan lukien osat, joissa on hyödynnetty tekoälyä, ja hyväksyn vastuun mahdollisista eettisten ohjeiden rikkomuksista.

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO 1
2. ENERGIAVIRASTO 2
2.1 Energiaviraston rooli ja tehtävät 2
2.2 Sääntely ja valvonta 2
2.3 Kehittämissuunnitelma 4
3. JAKELUVERKKOYHTIÖT 7
3.1 Tampereen Energia Sähköverkko Oy 8
3.2 PKS Sähkönsiirto Oy 9
3.3 Lappeenrannan Energiaverkot Oy 11
4. RAKENTAMISTAVAT JA SÄÄVARMA VERKKO 13
4.1 Maakaapeli 15
4.2 Avojohto 17
4.3 Päällystetty avojohto 19
4.4 1 kV sähkönjakelu 20
4.5 Rakennustavan valinta 23
5. TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT 24
6. YHTEENVETO 25
LÄHTEET 27

1. JOHDANTO

Yhteiskunta on koko ajan riippuvaisempi sähköstä ja sähkönsaannin turvaamisen merkitys kasvaa tulevaisuudessa. Sähkön kulutus sekä tuotanto hajaantuu laajemmalle ja kulutus painottuu ajoille, jolloin sähkön hinta on matalalla. On tärkeää, että jakeluverkkoyhtiöillä on yhteiset säännöt ja tarkat määräykset, jotta toiminta ympäri Suomen olisi laadukasta, verkon kehittämistoimet kustannustehokkaita ja toimitusvarmuus korkealla. Edellä mainittua varten on säädetty laki, josta Energiavirasto on kaikille sähkönjakeluverkon haltijoille antanut määräyksen sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelmasta [1].

Tässä työssä tarkastellaan Energiaviraston määräämää sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelmaa sekä sen toteutusta eri jakeluverkkoyhtiöissä. Jakeluverkkoyhtiöt valittiin osittain verkkojen samankaltaisuuden, mutta myös eroavaisuuksien perusteella. Kaikilla vertailuun valituilla verkkoyhtiöillä ei ole esimerkiksi käytössä 1 kV jännitetasoa. Tutkimuksen keskeisiä kysymyksiä ovat: ”millä rakentamisratkaisuilla jakeluverkkoyhtiöt kehittävät verkkoa säävarmaksi” ja ”pidetäänkö maakaapelointia ensisijaisena ratkaisuna toimitusvarmuuden turvaamiseksi”. Lisäksi tarkastellaan vaihtoehtoisia ilmajohtoratkaisuja sekä 1 kV jännitetason käyttöä jakeluverkoissa ja selvitetään, miten yhtiöt ovat huomioineet nämä kehittämissuunnitelmissaan.

Tutkielman toisessa luvussa käsitellään Energiaviraston toimintaa yleisesti ja miten sähköverkkotoimintaa säännellään, sekä vaatimuksia, rakenteita ja tavoitteita, joita Energiavirasto on kehittämissuunnitelmalle asettanut. Tämän jälkeen analysoidaan kolmen verkkoyhtiön kehittämissuunnitelmia, jotka on valittu erilaisilta verkkoalueilta ja eri kokoisista yhtiöistä, jotta vertailu antaisi monipuolisen kuvan erilaisten alueiden kehityksestä. Tarkastelussa käydään läpi verkkoyhtiöiden lähtökohdat ja nykytila kehittämissuunnitelmien näkökulmasta. Vertailua tehdään yhtiöiden rakentamistapojen ja kustannusten osalta eri ratkaisujen välillä. Analysoidaan eri rakennustapojen etuja ja haasteita sekä niiden soveltuvuutta eri jakeluverkkoyhtiöille. Lisäksi huomioidaan säävarman verkon merkitys toimitusvarmuuden parantamisessa. Lopuksi työssä sivutaan hieman tulevaisuuden näkymiä, sekä mitä eroavaisuuksia verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmissa on

2. ENERGIAVIRASTO

2.1 Energiaviraston rooli ja tehtävät

Energiavirasto on lupa- ja valvontaviranomainen, jonka tehtäviin kuuluu sähkönsiirtoverkon ja maakaasun hinnoittelun valvonta. Energiavirasto valvoo, etteivät sähkönsiirtoyhtiöt käytä asemaansa väärin ja veloita asiakkailta ylihintaa. Tavoitteena Energiavirastolla on edistää ilmastotavoitteiden kustannustehokasta toteutumista sekä energiamarkkinoiden toimintaan.

Suomen lainsäädännössä on määrätty, että sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonta kuuluu Energiavirastolle. Valvonnan tavoitteena on varmistaa energian käyttäjille luotettava toimitusvarmuus, kilpailukykyiset hinnat ja kohtuulliset palveluperiaatteet. Tavoitteena on edistää tehokkaita, vakaita ja ympäristöystävällisiä markkinoita niin kansallisella kuin Euroopan unionin sisämarkkinoilla. [1]

Energiaviraston rooli sähkömarkkinoilla on keskeinen. Virasto valvoo, että sähköverkkoyhtiöt noudattavat kansallista ja EU-lainsäädäntöä, erityisesti avoimuuden, kilpailun ja kuluttajansuojan osalta. Se vahvistaa siirtohinnoittelumenetelmät, seuraa investointisuunnitelmia ja varmistaa sähköverkon luotettavuuden. Energiavirasto edistää myös rajat ylittävän sähkökaupan esteiden poistamista sekä markkinoiden yhdentymistä Euroopan talousalueella. Lisäksi se tukee älykkäiden sähköverkkojen kehittämistä ja toimii riitojen ratkaisijana varmistaen markkinoiden kilpailukyvyn ja toimivuuden pitkällä aikavälillä. [1]

2.2 Sääntely ja valvonta

Sääntely Energiaviraston toiminnalle tulee lainsäädännöstä, niin kuin aikaisemmin on jo todettu. Tärkeimmät suuntaviivat valvonnalle antavat Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (2019/943) sähkön sisämarkkinoista, sähkö- ja maakaasumarkkinoita valvontaa koskeva laki (590/2013, valvontalaki), sähkömarkkinalaki (588/2013), hallituksen esitys sähkö- ja maakaasumarkkinoita koskevaksi lainsäädännöksi (HE 20/2013 vp), talousvaliokunnan mietintö (TaVM 17/2013 vp) ja muut sähkömarkkinalain nojalla annetut säädökset. Energiavirasto hyödyntää myös valvonnasta saatuja käytännön kokemuksia valvontamenetelmien kehittämisessä, sekä muita asiantuntijaselvityksiä ja lausuntoja. [2]

Energiaviraston valvontamenetelmät verkkoyhtiöiden toimintaa kohtaan koostuvat useasta osasta. Yksi tärkeimmistä menetelmistä on hinnoittelun valvonta, jolla määritellään jokaiselle verkkoyhtiölle kohtuullinen tuotto. Verkkoyhtiöiden hinnoittelua tarkastellaan kokonaisuutena neljän vuoden jaksoissa [2] [3]. Kohtuullisen tuoton määrittely on monivaiheinen prosessi ja siinä verrataan verkkoyhtiön tasetta sekä tuloslaskelmaa toisiinsa.

Verkkotoiminnan oikaistu omaisuus koostuu sähköverkko-omaisuudesta ja muista pysyvistä ja vaihtuviin vastaaviin kuuluvista omaisuuksista. Sähköverkko-omaisuuden arvostukseen vaikuttavat komponenttien pitoajat ja keski-iät. Oikaistu pääoma saadaan laskemalla korjattu oma pääoma, korollinen ja koroton vieras pääoma sekä tasauserä yhteen, jolla varmistetaan taseen tasapaino. Kohtuullinen tuotto määritetään WACC-mallilla ja lasketaan kertomalla oikaistu pääoma kohtuullisella tuottoasteella. Toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta alkaa liikevoitosta tai -tappiosta ja sitä oikaistaan muun muassa palautuskelpoisten liittymismaksujen muutoksella, verkkovuokrilla, poistoilla ja arvonalentumisilla. Verkonosien myyntitappiot lisätään ja voitot vähennetään muista kuluista. Lisäksi vähennetään rahoitusomaisuuden kustannukset ja huomioidaan kannustimet, kuten investointi- ja laatukannustin. Lopputuloksena saadaan toteutunut oikaistu tulos. Kohtuullinen tuotto vähennetään toteutuneesta oikaistusta tuloksesta. Ylijäämä tarkoittaa, että verkkoyhtiö on perinyt liikaa asiakkailtaan ja voi joutua hyvittämään esimerkiksi alentamalla hintojaan. Alijäämä puolestaan oikeuttaa hinnankorotuksiin, koska kohtuullista tuottoa ei ole saavutettu. [2]

Muita kohteita, joita Energiavirasto sääntelee ja valvoo verkkoyhtiöiden osalta ovat sähkön mittaaminen, varautuminen, verkkotoiminnan luvanvaraisuus, verkon rakentaminen, verkkoon liittäminen, verkkotoiminnan kehittäminen ja energiavarastot sekä jousto- ja lisäpalvelut. Verkonhaltija on velvoitettu järjestämään toimitetun sähkön mittauksen asiakkaalle, jota pystytään käyttämään laskutuksen perustana. [3]

Verkonhaltijan on velvoitettu varautumaan verkkoonsa kohdistuviin häiriötilanteisiin ja tätä valvotaan Energiavirastolle toimitettavien varautumissuunnitelmien avulla. Varautumissuunnitelmassa esitetään, kuinka verkonhaltija varautuu häiriötilanteisiin. Verkkotoimintaa säännellään luvanvaraisena eli sähköverkkotoimintaa harjoittava yhtiö tarvitsee luvan Energiavirastolta. Samoin sähköverkon rakentaminen on säänneltyä toimintaa, esimerkiksi 110 kV ja sitä suurempien johtojen rakentamiseen tarvitaan aina Energiaviraston hankelupa. Energiavirasto velvoittaa sähköverkonhaltijoita liittämään tekniset vaatimukset täyttävät liittyjät verkkoonsa kohtuullista korvausta vastaan. Verkonhaltijan vastuulla on myös sähköverkon lisäpalveluiden sekä kulutusjouston ja energiavarastojen edellyttämien palveluiden tarjoaminen. [3]

Viimeisenä Energiavirasto valvoo verkkojen jatkuvaa kehitystä ja verkon käyttäjien kohtuullisten vaatimusten täyttämistä. Tässä valvontamenetelmänä on kehittämissuunnitelma, jonka jokainen jakeluverkkoyhtiö on velvoitettu toimittamaan Energiavirastolle. [3]

2.3 Kehittämissuunnitelma

Energiavirasto antoi kehittämissuunnitelmia koskevan uuden määräyksen 2.11.2023, mikä koskee kaikkia sähkönjakeluverkon haltijoita. Määräys perustuu sähkömarkkinalain (588/2013) 52 §:n 5 momenttiin. Momentissa määrätään, että jakeluverkonhaltijan jakeluverkon kehittämisen on perustuttava avoimeen jakeluverkon kehittämissuunnitelmaan. Kehittämissuunnitelmasta on löydyttävä suunnitelma keskeisimmistä investoinneista jakeluverkkoon, jotka ovat tarpeellisia siirtokapasiteetin ylläpitämiseksi, uusien kuormien liittämiseksi jakeluverkkoon seuraavan kymmenen vuoden kuluessa ja toimitusvarmuus vaatimusten täyttymiseksi. Sähkömarkkinalaissa annetaan myös vaatimukset toimitusvarmuuden takaamiseksi, jotka sähkönjakeluverkon haltijan täytyy tuoda ilmi kehittämissuunnitelmassa. Jakeluverkon haltijan täytyy tehdä suunnitelma sähkönkulutuksen jouston, sähkövarastojen, jakeluverkonhaltijan energiatehokkuustoimenpiteiden ja muiden resurssien mahdollisesta käyttämisestä vaihtoehtona jakeluverkon siirtokapasiteetin laajentamiselle. Kehittämissuunnitelma koostuu yhteensä 7 eri liitteestä, joita jakeluverkkoyhtiön täytyy käsitellä kehittämissuunnitelmassaan. Nämä 7 eri liitettä käydään seuraavaksi läpi. [4]

Liite 1 käsittelee sähkönjakeluverkon strategista ennustetta toimintaympäristön muutoksista. Liite käsittelee, miten jakeluverkon haltija ennustaa toiminta-alueen muutoksen seuraavan kymmenen vuoden aikana nykyhetkeen verrattuna. Tässä kohdassa tarkastellaan erityisesti numeerisia tekijöitä, joita ovat esimerkiksi siirretty energia, käyttöpaikkojen määrä ja hajautettu tuotanto. Verkonhaltijan täytyy tämän lisäksi perustella, mihin saadut ennusteet perustuvat, sekä muuttuvan ilmaston ja sääilmiöiden vaikutusta jakeluverkkoon. Myös muut verkon kehittämiseen vaikuttavat ennustettavat muutokset esitetään tässä liitteessä.

Seuraavana liite 2 esittelee sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat. Liitteessä 2 jakeluverkon haltija määrittelee verkkoalueensa kehittämisvyöhykkeisiin, joita voidaan käsitellä yhdenvertaisesti luonteensa vuoksi. Kehittämisvyöhykkeet voivat olla esimerkiksi kaupunkiverkko ja maaseutuverkko erikseen, jolloin kustannuksia ja laatuvaatimustasoa voidaan käsitellä alueella helpommin. Kehittämisvyöhykkeiden jaottelu täytyy perustella, ja lisäksi on esitettävä kunkin kehittämisvyöhykkeen perustiedot, joita voivat esimerkiksi olla verkoston ikä, eri jännitetasot kilometreittäin alueella tai liittymien lukumäärä. [5]

Energiaviraston määräämässä kehittämissuunnitelmassa liitteestä 3 löytyy vaatimukset kustannusvertailulle. Verkkoalue on verkonhaltijan toimesta luokiteltu kehittämisvyöhykkeisiin, jonka avulla pystytään kyseisellä alueella ominaiset ja tyypilliset ratkaisut perustelemaan samoilla tekijöillä. Näitä tekijöitä voivat olla esimerkiksi verkoston ikä, rakennustapa tai käyttöpaikkojen määrä. Kehittämisvyöhykkeellä täytyy esittää kustannusvertailut kehittämisratkaisulle, ja kustannusvertailulla osoitetaan valitun ratkaisun kustannustehokkuus. Ensimmäisenä kustannusvertailussa esitetään mahdolliset käytettävät ratkaisut kyseisellä kehittämisvyöhykkeellä siten, että kapasiteetti- ja toimitusvarmuustarpeet täyttyy vyöhykkeellä. Vertailussa täytyy perustella pois jätetyt ratkaisut. Perusteina voi olla esimerkiksi lain asettama laatuvaatimustaso, kaavoituksen pakottamat valinnat tai muu perusteltava syy. Seuraavaksi verkonhaltijan täytyy esittää ratkaisuille yleiskuvauksen lisäksi, mistä kaikista tekijöistä elinkaarikustannukset muodostuvat. Kustannukset on summattava vähintään seuraavien kokonaisuuksien alle: investointikustannukset, muut kertaluonteiset kustannukset, operatiiviset kustannukset, keskeytysten aiheuttama haitta (KAH) ja muu perusteltu kustannus. Edellä mainitut kustannusvertailut toteutetaan vertailutaulukkona, joka toimitetaan Energiavirastolle. [5]

Liite 4 käsittelee jakeluverkonhaltijan pitkän tähtäimen suunnitelmaa (PTS). Suunnitelma on luotava seuraavan kymmenen vuoden ajalle, ja suunnitelmasta on löydyttävä investoinnit, jotka tarvitaan siirtokapasiteetin, uuden sähköntuotannon ja uusien kuomien liittämisen turvaamiseksi. Tähän kuuluvat esimerkiksi suurjännitteinen jakeluverkko, sähköasemat, keskijännitteinen jakeluverkko, muuntamot, pienjännitteinen jakeluverkko ja kunnossapito. PTS seuraa myös keskijännite ja pienjännite verkon maakaapelointiastetta, jotta sähkömarkkinalain (588/2013) 51 § ja 119 §:n säädetyt vaatimukset täyttyisivät viimeistään 31.joulukuuta 2036 [4]. Keskeytysten osalta laatuvaatimukset on jaoteltu yli 6 tuntia ja 36 tuntia kestäviin keskeytyksiin. Jakeluverkon vioittuminen ei saa kestää yli 6 tuntia asemakaava-alueella ja muilla alueilla keskeytys ei saa kestää yli 36 tuntia [4]. Suunnitelmassa tarvittavista investoinneista on esitettävä myös sanallinen kuvaus erikseen 0–5 vuoden ajalle ja 6–10 vuoden ajalle.

Liite 5 jatkaa samalla linjalla ja käsittelee kehittämistoimenpiteitä verkkoon, mutta vain kuluvan ja seuraavan vuoden aikana eli huomattavasti lyhyemmällä aikavälillä. Tämä liite myös keskittyy verkon laatuvaatimusten ympärille, ja kuinka verkonhaltija investoi verkkoon, jotta edellä mainittujen sähkömarkkinalain momentit toteutuvat.

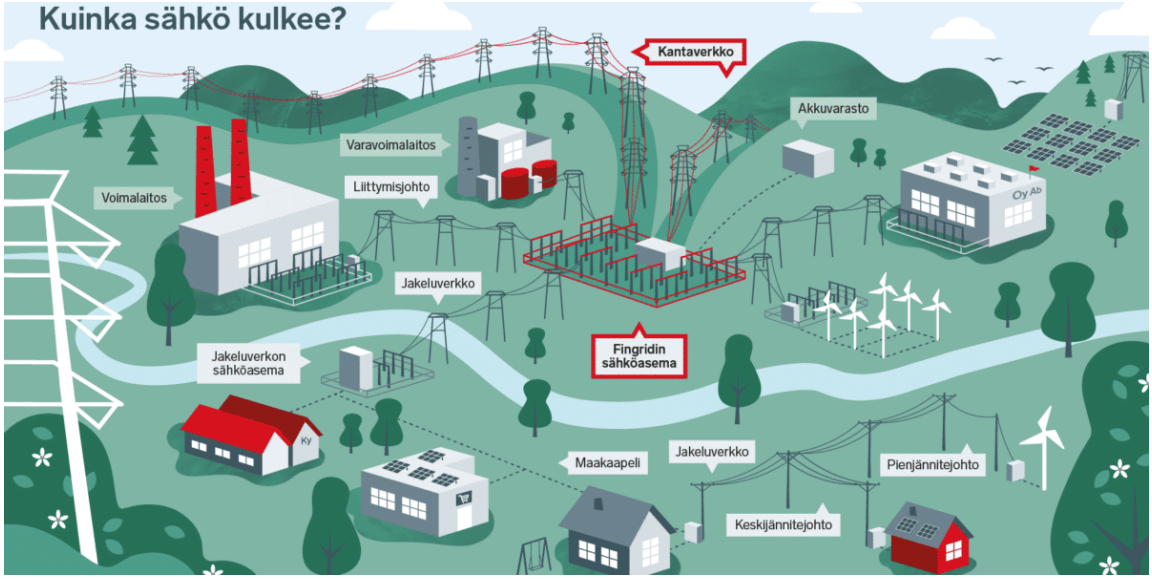
Liite 6 käsittelee liitteen 4 ja 5 mukaisesti investointeja suurjännitteiseen jakeluverkkoon, sähköasemiin, keskijännitteiseen jakeluverkkoon, muuntamoihin ja pienjännitteiseen jakeluverkkoon, mutta kehittämistoimenpiteitä tarkastellaan kahden edellisen vuoden ajalta eli toteutuneiden investointien osalta.

Kehittämissuunnitelman viimeinen liite 7 toteutetaan siten, että kuullaan verkon käyttäjiä. Kuulemisen on oltava avoinna vähintään kuukauden ajan 1.–31.5. välisenä aikana.

3. JAKELUVERKKOYHTIÖT

Jakeluverkkoyhtiö vastaa alueen sähköverkosta ja sähkön toimittamisesta loppukäyttäjille. Suomessa sähköverkko koostuu kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista ja jakeluverkoista. Sähköä siirretään valtakunnallisesta kantaverkosta jakeluverkkoihin. Valtakunnallinen kantaverkko on Suomessa Fingridin omistuksessa. Kantaverkossa käytössä ovat jännitetasot 400 kV, 220 kV ja 110 kV. Jakeluverkoissa yleisimmät tasot ovat 20 kV, 10 kV, 1 kV ja 0,4 kV. Myös 110 kV jännitetaso on muutamilla jakeluverkkoyhtiöillä käytössä [6]. Jakeluverkkoyhtiöllä on alueellinen luonnollinen monopoli eli jokaisella alueella toimii vain yksi jakeluverkkoyhtiö ja näin kilpailua alueelle ei synny. Kahden eri jakeluverkon rakentaminen samalle alueelle ei olisi taloudellisesti kannattavaa. Jakeluverkkoyhtiön tehtäviä ovat sähkön jakelu, verkon hallinta, käyttöpaikkojen mittaritietojen välitys Datahub palveluun, kunnossapito sekä verkon kehittäminen.

Kuvassa 1 on esitetty yksinkertaistettu kuva, kuinka sähkö kuljetetaan tuotantopaikalta kuluttajalle. Kuvasta huomataan, miten monet tekijät liittyvät sähkön kuljetukseen.

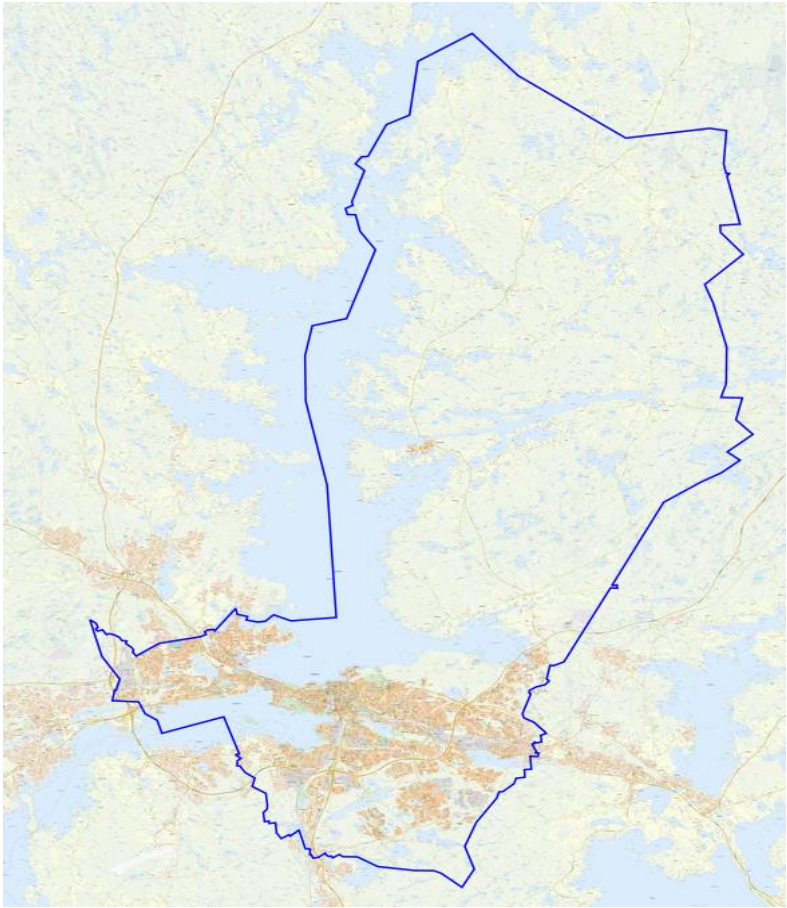


Kuva 1. Yksinkertaistettu kuva sähkönjakelun eri vaiheista. [7]

Yhteyden tuotantopaikasta kulutuspaikalle täytyy olla katkeamaton, ja siten jakeluverkkoyhtiöiden tekemät toimet omassa verkossa näkyvät suoraan asiakkaalle sähkön laadussa ja toimitusvarmuudessa. Seuraavissa luvuissa käsitellään kolmen eri jakeluverkkoyhtiön kehittämissuunnitelmia, sekä kyseisiä yhtiöitä yleisesti.

3.1 Tampereen Energia Sähköverkko Oy

Tampereen Energia Sähköverkko Oy eli TAES on jakeluverkon haltija, jonka vastuualue kattaa Tampereen keskustataajaman lisäksi maaseutuverkkoa Teiskon alueella Ruoveden ja Oriveden rajoille asti. Kuvassa 2 on sinisellä viivalla esitetty TAES:in jakeluverkkoalue.



Kuva 2. Tampereen Energia Sähköverkko Oy:n vastuualue. [8]

Keskustaajaman alue on pitkälti maakaapeloitu tilan tarpeen vuoksi jo ennen Energiaviraston määräämiä tavoitteita sähkönjakelun laatuvaatimuksista. Viimeisimpänä suurempana investointina on 110 kV suurjännitelinjan maakaapelointiurakka Lielahdessa, joka on ollut vahvasti näkyvissä tamperelaisten arjessa. Maakaapelointi suoritettiin vuoden 2024 aikana ja loppuvuodesta maakaapeli otettiin käyttöön, jonka jälkeen ilmajohdon purku-urakka alkoi. Isoimmat maakaapelointiurakat ovatkin toimitusvarmuuden takaamiseksi jokaiselle liittymälle Teiskon suunnalla, jossa 20 kV ilmajohtoa on vielä runsaasti.

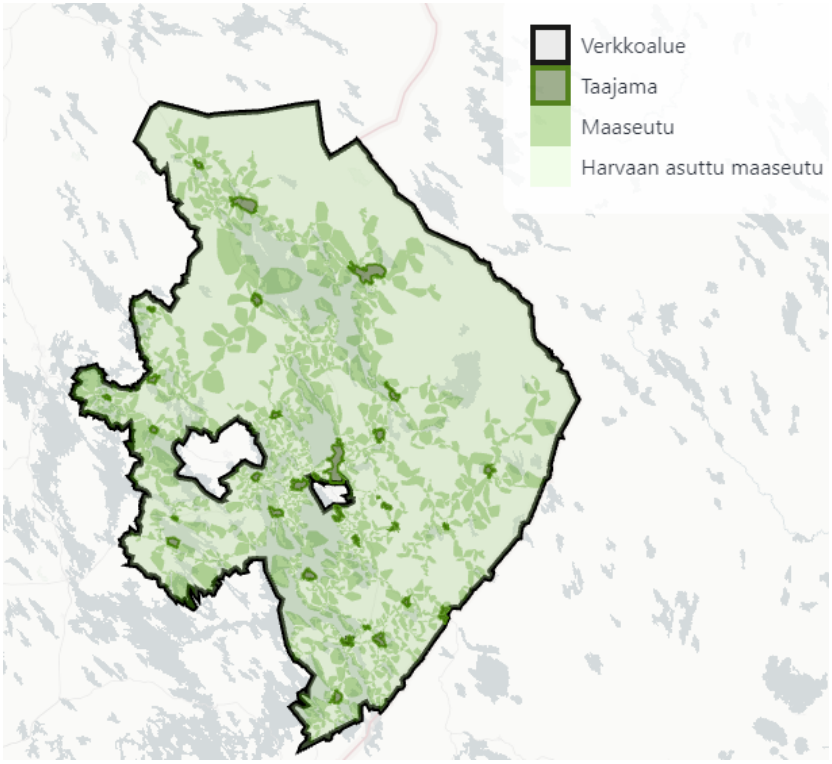
TAES on kehittämissuunnitelmassaan jakanut alueensa kahteen kehittämisvyöhykkeeseen. Ensimmäinen kehittämisvyöhyke käsittää keskusta-alueen ja taajaman, jossa tilan tarpeen vuoksi maakaapelointiaste on jo valmiiksi korkealla, ja uutta rakentaessa ainoa vaihtoehto on maakaapeli. [9]

Toinen kehittämisvyöhyke käsittää Teiskon alueen, jossa maakaapelointiaste on kasvava, mutta ilmajohtoa on edelleen paljon. Tällä vyöhykkeellä tarkastellaan uusille investoinneille erilaisia ratkaisuja, kuten 1 kV jännitetasoa, mutta pääasiallisena keinona on maakaapelointi. [9]

Vuonna 2023 käyttöpaikkojen lukumäärä TAES:in alueella oli yhteensä 174 895, joista pienjännitekäyttöpaikkoja 174 674, keskijännitekäyttöpaikkoja 212 ja suurjännitekäyttöpaikkoja 9 kappaletta. Verkkopalveluasiakkaille siirretty sähköenergia vuonna 2023 oli noin 2049 gigawattituntia (GWh). [10] Jo pelkästään edellä mainituilla tunnusluvuilla huomataan, että TAES on yksi Suomen suurimmista jakeluverkkoyhtiöistä ja merkittävä toimija.

3.2 PKS Sähkönsiirto Oy

PKS Sähkönsiirto Oy on jakeluverkonhaltija Pohjois-Karjalan ja Koillis-Savon alueella. Ainoastaan Joensuun taajama-alue ja Outokumpu Pohjois-Karjalassa kuuluvat muiden jakeluverkkoyhtiöiden vastuulle. PKS Sähkönsiirrolla on laaja alue vastuullaan, jossa välimatkat käyttöpaikkojen välillä ovat pitkiä. Kuvassa 3 esitettynä PKS Sähkönsiirron verkkoalue kokonaisuudessaan.



Kuva 3. PKS Sähkönsiirto Oy:n vastuualue. [11]

Kuvasta huomataan, että verkkoalue on pitkälti maaseutua ja taajama-alueet pieniä, sekä niitä on vain muutamia. Yhtiö on omassa kehittämissuunnitelmassaan jakanut verkkoalueensa kolmeen eri kehittämisvyöhykkeeseen, joita ovat taajama, maaseutu ja harvaan asuttu maaseutu. Jaottelu on tehty asukastiheyden sekä sähköverkon ominaisuuksien ja erityispiirteiden perusteella [11].

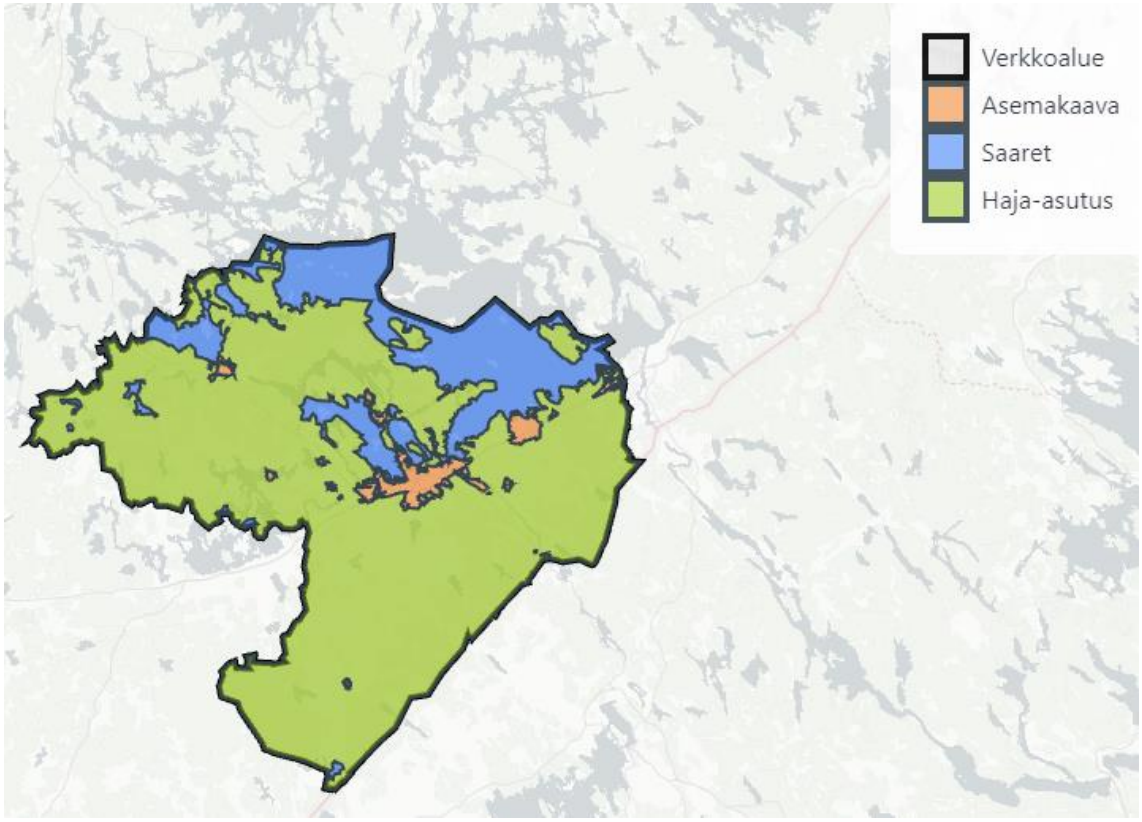
Taajamavyöhyke on pääosin asfaltoitua aluetta, jossa asutus on tiivistä. Vyöhyke kuuluu korkeimpaan toimitusvarmuusvaatimustasoon. Tämän takia sähkökatkot saavat taajamavyöhykkeellä kestää korkeintaan kuusi tuntia. Verkon sähkönsyöttö vikojen sattuessa on taajamavyöhykkeellä toteutettu säteittäisen verkon varayhteyksillä ja varavoimakoneilla. [11]. Säteittäisessä verkkomuodossa kulutuspistettä syötetään yhtä johtoa pitkin, mutta vian sattuessa erottimen tai katkaisijan avulla samaa kulutuspistettä voidaan syöttää eri johtoa pitkin. Käytännössä varayhteys tarkoittaa, että yhteen pisteeseen saadaan sähkönsyöttö eri kaapelia pitkin, jolloin yksittäinen vikaantunut kaapeli ei aiheuta katkoa.

Maaseutuvyöhyke koostuu verkkoalueen runkojohdoista, joita voidaan syöttää kahdesta suunnasta, sekä niihin liittyvistä haara-alueista. Tähän vyöhykkeeseen kuuluu myös haaramaiset johdot, joilla läpisyötettävä teho on vähintään 200 kW. Vyöhyke on aina yhteydessä sähköasemaan tai taajamavyöhykkeeseen. Sähköverkko alueella on pääasiassa ilmajohtoa ja se kulkee metsissä, teiden varsilla tai avomaita pitkin. Käyttöpaikat ovat omakotitaloja, maatiloja ja vapaa-ajan asuntoja. Vyöhykkeellä sijaitsee myös teollisuutta, suuren kulutuksen käyttöpaikkoja ja yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittisiä käyttöpaikkoja. [11]

Harvaan asuttu maaseutu -vyöhyke koostuu pienitehoisista runkojohdoista ja harvaan asuttujen johtolähtöjen haara-alueista. Tämän vyöhykkeen käyttöpaikat koostuvat pääasiassa omakotitaloista ja vapaa-ajan asunnoista. Teollisuutta tai muita suuren kulutuksen käyttöpaikkoja ei juurikaan ole. Sähköverkko on avojohtoa ja kulkee metsissä, teiden varsilla sekä pelloilla. [11]

3.3 Lappeenrannan Energiaverkot Oy

Lappeenrannan Energiaverkot Oy on jakeluverkkoyhtiö Etelä-Karjalassa. Yhtiö toimii pääasiassa Lappeenrannan kaupungin alueella, mutta jakelualueeseen kuuluu myös Lemi, Taipalsaari ja Savitaipale sekä Saimaan kanavan vuokra-alueella oleva sähköverkko. Käyttöpaikkoja alueella on ollut vuonna 2023 yhteensä 59 825 ja siirretty energia 676,6 GWh [9]. Kuvassa 4 näkyy Lappeenrannan Energiaverkot Oy:n koko verkkoalue.



Kuva 4. Lappeenrannan Energiaverkot Oy:n vastuualue. [12]

Verkko ylettyy laajalle ja toimintaympäristöt ovat erilaisia. Tästä syystä verkkoalue on jaettu kolmeen eri kehittämisvyöhykkeeseen. Näitä kehittämisvyöhykkeitä ovat asemakaava, saaret ja haja-asutus.

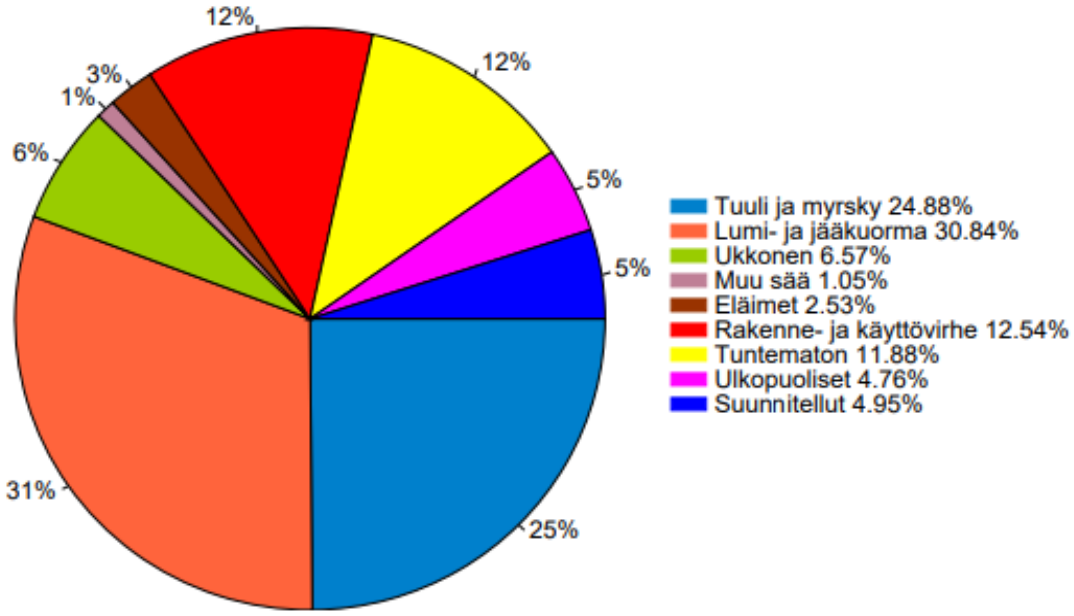
Asemakaava alueella oleva verkko on pitkälti maakaapeloitu, ja vyöhykkeellä hyödynnetään rengasyhteyksiä varasyöttötilanteita varten. Alueella on rakennettu tiiviisti, sekä sähköverkon lisäksi on muita verkostoja esim. kaukolämpö-, vesi- ja televerkostoja. Tiet ovat vilkkaasti liikennöityä, joten tästäkin syystä maakaapelointi on hyvin perusteltua ja järkevä ratkaisu. Ladattavien ajoneuvojen lukumäärän odotetaan kasvattavan huipputehoja, ja suurin osa hajautetusta tuotannosta on tällä alueella. [12]

Saarivyöhykkeellä sähkönjakelu on rakennettu pääosin käyttäen vesistökaapeleita. Itse saarissa pienjänniteverkko on rakennettu ilmakaapeleilla sekä maakaapeleilla. Huomattavaa alueessa on, että viankorjaus- ja asennuskaluston kuljettaminen on huomattavasti vaikeampaa sijainnin takia. Tästä syystä käytettävät ratkaisut tällä vyöhykkeellä on rajattu maakaapeliin ja 1 kV järjestelmään. [12]

Viimeisenä vyöhykkeenä on haja-asutus. Tällä alueella keskijänniteverkko on pääsääntöisesti vanhaa ilmajohtoa. Pienjänniteverkkoa on maakaapeloitu suhteessa enemmän kuin keskijänniteverkkoa ja tästä syystä investoinnit kohdistuvatkin keskijänniteverkon saneeraukseen. Myös haja-asutus vyöhykkeellä 1 kV sähkönjakelua pidetään mahdollisena ratkaisuna. Muita vaihtoehtoja ovat maakaapeli, avojohto, levennetty johtokatu sekä päällystetty avojohto. Alueen asukasluvun odotetaan laskevan, mutta pientuotannon ja ladattavien ajoneuvojen määrän odotetaan kasvavan. [12]

4. RAKENTAMISTAVAT JA SÄÄVARMA VERKKO

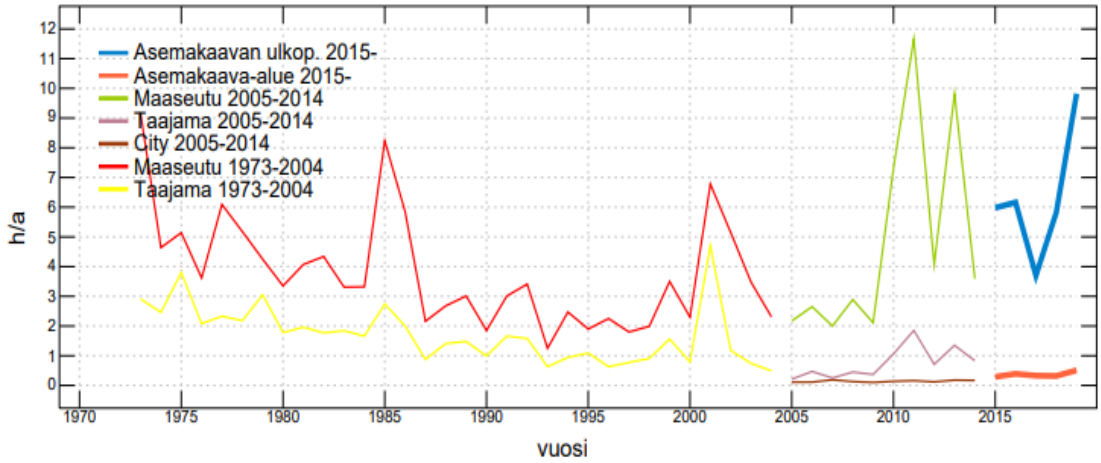
Eri verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmista huomataan, että ratkaisuja oli jätetty pois joko kustannusten takia tai muista käytännön syistä. Esimerkiksi asemakaava-alueella maakaapeli on yksimielisesti varteenotettava vaihtoehto, mutta harvemmin asutuilla alueilla myös erilaiset avojohtoratkaisut sekä 1 kV sähkönjakelu ovat käytössä. Yksi tavoitteista verkkoyhtiöillä on rakentaa säävarmaa verkkoa, jolla päästään Energiaviraston asettamiin laatuvaatimuksiin eli korkeintaan 6 tunnin keskeytykset asemakaava alueella ja muualla 36 tuntia [4]. Kuvassa 5 on esitelty keskeytysten aiheuttajien osuudet keskijänniteverkossa.



Kuva 5. Keskijänniteverkon keskeytyksien aiheuttajien osuudet vuodelta 2019. [13]

Suurin osa keskeytyksistä on sääilmiöiden aiheuttamia. Kovat tuulet ja myrskyt lisääntyvät tulevaisuudessa, joten sääilmiöiden vaikutus keskeytyksiin ei pienene ilman oikean rakennustavan valitsemista alueittain [14]. Katkoja onkin ollut vähemmän ja ne ovat aikaisempaa lyhyempiä tarkkaan harkittujen investointien kautta, vaikka Suomen historian ensimmäinen hirmumyrsky iski marraskuussa 2025 [15].

Kuvassa 6 on esitelty keskimääräinen vikakeskeytysaika asiakkaalle vuosina 1973–2019.



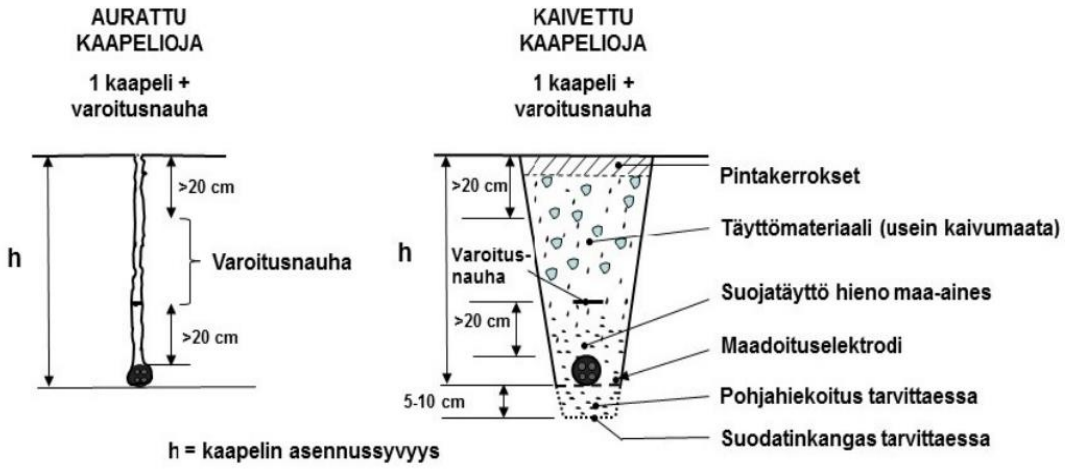
Kuva 6. Keskimääräinen vikakeskeytysaika asiakkaalle vuosina 1973–2019. [13]

Tilastointitapa on muuttunut vuoden 1973 jälkeen, joten tilastoinnin tarkkuus on otettava huomioon eri aikasarjoja tarkastellessa [13]. Kuvassa on havaittavissa piikkejä esimerkiksi vuonna 2019, jolloin Aapeli-myrsky katkaisi sähköt lähes 200 000 asiakkaalta [16]. Kuvassa on jo havaittavissa pientä laskua vikakeskeytysajoissa, ja keskeytysaikojen voidaan olettaa laskevan kasvavan maakaapelointiasteen myötä.

Keskijänniteverkon viat aiheuttavat jopa yli 90 % keskeytyksistä, joita sähkönkäyttäjät kokevat [17]. Edellä mainitusta syystä keskijänniteverkon rakentamistavan valinta on tärkeää toimitusvarmuuden takaamiseksi. Tarkoituksena seuraavissa alakappaleissa on tutustua eri verkkoyhtiöiden valitsemiin rakentamisratkaisuihin erityisesti keskijänniteverkossa, ja vertailla niiden hyviä sekä huonoja puolia.

4.1 Maakaapeli

Maakaapelilla tarkoitetaan maan alle asennettua kaapelia. Kaapeli voidaan asentaa maahan sellaisenaan auraamalla tai suojaputken sisälle, jolloin kaapeli on myös paremmin suojassa erilaisilta iskuilta, sekä uusi kaapeli voidaan vetää putkeen ilman, että koko kaapelireitti täytyy aukaista. Kuvassa 7 on esitetty maakaapelin rakentamisen vaatimukset, sekä mitä eri osia maakaapelointiin vaaditaan.



Kuva 7. Periaatteellinen kuva maakaapeliasennuksen vaatimuksista. [18]

Suositeltu asennussyvyys on 0,7 m, mutta alle 0,7 m pienjänniteasennuksissa (0,4–1 kV), joissa ei ole metallista kosketussuojaa täytyy käyttää suojaputkea [18]. Keskijännitekaapeleilla asennussyvyys on aina oltava vähintään 0,7 m ja kaapeli suojataan suojaputkella [19]. Kaapeleiden päälle on myös laitettava kuvan mukaisesti varoitusnauha.

Verkkoyhtiöt on esittäneet kehittämissuunnitelmissaan omille tyypillisille hankkeilleen kustannukset eri rakennustavoilla, joista TAES:in kehittämisvyöhyke 2 hankkeen kustannukset on kerätty alla olevaan taulukkoon. Tässä tapauksessa kyseessä on ilmajohtohaaran saneeraus, jossa keskijännitekaapelia on noin 3 km ja haaralla kolme muuntamoa [9]. Kehittämisvyöhyke 2 tarkoittaa TAES:in alueella maaseutumaista verkkoa, jossa maakaapelointi ei ole ainoa varteenotettava ratkaisu.

Taulukosta 1 on jätetty pois kustannukset rakentamistavoista, joita ei tässä työssä käsitellä.

Taulukko 1. Kustannukset eri rakentamistavoille tyypilliselle hankekokonaisuudelle TAES:in kehittämissuunnitelmassa [9]

	Maakaapeli	Avojohto	Levennetty Johtokatu	Päällystetty avojohto	1 kV sähkön jakelu
Kokonaiskustannus	237 000 €	201 000 €	199 700 €	238 700 €	206 000 €
Investointikustannus	213 000 €	137 000 €	138 300 €	177 800 €	183 700 €
Muut kertaluonteiset kulut	3 100 €	16 300 €	21 300 €	19 100 €	1 800 €
Operatiiviset kustannukset	16 700 €	30 000 €	26 000 €	24 200 €	16 700 €
Keskeytyksistä aiheutuva haitta (KAH)	3 600 €	18 200 €	14 100 €	17 500 €	3 600 €

Taulukosta 1 huomioitavaa on, että kuinka maakaapelin kokonaiskustannukset ovat suurimmat, mutta KAH kustannukset ovat noin 5 kertaa pienemmät avojohdon KAH kustannuksiin. Rakentamistapaa ei voida valita pelkän halvimman hinnan perusteella, sillä laatuvaatimukset on otettava huomioon. Haaran rakentaminen uudella tavalla lisää kustannuksia, sillä vanhoja rakenteita (esim. pylväät ja eristimet) ei pysty välttämättä hyödyntämään. Mahdolliset pylväsmuuntamot täytyy korvata puistomuuntamoilla vaihdettaessa maakaapelointiin, joka lisää kustannuksia entisestään.

Muilla verkkoyhtiöillä tulokset maakaapeloinnin kustannuksista olivat samankaltaisia. Tyypilliset hankkeet verkkoyhtiöillä vaihtelevat, eikä PKS Sähkönsiirto Oy tai Lappeenrannan Energiaverkot Oy ollut jaotelleet kustannuksia kokonaissummaa tarkemmin, joten suora lukujen vertailu ei ole mahdollista. Maakaapelointi kaikilla verkkoyhtiöillä oli

kallein rakentamistapa, kun vertaillaan tässä työssä käsiteltyjä rakentamistapoja [9] [11] [12].

Maakaapeloinnissa on myös huomioitava erilaiset tekniset rajoitteet. Tällaisia teknisiä rajoitteita ovat esimerkiksi kaapelin kuormitettavuus eli suurin lämpötila, jota kaapeli kestää kuormituksessa vaurioitumatta. Muita rajoittavia tekijöitä ovat jännitteenalenema, sekä oikosulkukestoisuus. Maakaapelointi kasvattaa maasulkuvirtoja, joka tuo lisää kustannuksia rakentamistavalle. [17]

Erityisesti pienimmillä tehoilla ei maakaapelointi välttämättä ole järkevä ratkaisu. Perusohjeena yhden näkemyksen mukaan on, että keskijännitelähdön maakaapelointia olisi järkevä käyttää huipputehon saavuttaessa yli 2 MW [17].

4.2 Avojohto

Avojohdolla tarkoitetaan yleisesti sähköverkon rakentamistapaa, jossa johto kulkee ilmassa eristimien ja pylväiden varassa. Rakentamistapa on suosittu erityisesti maaseudulla, sillä rakentamiskustannukset ovat yleisesti pienemmät. Viankorjaus on avojohdoilla nopeampaa verrattuna maakaapeleihin, mutta avojohto vikaantuu useammin sääilmiöiden seurauksesta [17]. Myrskytilanteessa avojohtoverkoissa esiintyy samanaikaisesti useita vikoja, mikä hidastaa viankorjausta. Avojohdosta on erilaisia ratkaisuja, joilla pyritään parempaan toimitusvarmuuteen sekä kustannustehokkuuteen. Näitä ratkaisuja sekä niiden hyviä ja huonoja puolia käsitellään seuraavissa kappaleissa. Kuvassa 8 on avojohto viimeisellä puupylväällä, josta johto muuttuu maakaapeliksi.

Kuva 8. Päätepylväs tienvarressa, josta avojohto vaihtuu maakaapeliin

Tienvarteen rakennettuna viankorjaus helpottuu, sillä avojohto on helposti huoltokaluston tavoitettavissa. Aina tienvarteen rakentaminen ei ole mahdollista, ja monet avojohdoista kulkevatkin metsän keskellä ja halki peltojen.

PKS Sähkönsiirto on kustannusvertailussaan todennut, että maaseuduilla teiden vähyys lisää teiden varteen rakennettavan maakaapelin pituutta kohtuuttomasti [11]. Tässä tilanteessa on järkevämpää mennä lyhyempää reittiä avojohdolla. Kehittämissuunnitelmassa on arvioitu, että 20–35 prosenttia keskijänniteverkosta saisi jäädä avojohdoiksi sähkön toimituksen laatuvaatimusten täyttämiseksi [11]. Kuvasta 3 huomataan, kuinka pääosa verkosta on maaseutua ja harvaan asuttua maaseutua, joten ei olisi realistista saada koko keskijänniteverkkoa maan alle. Tällöin täytyy miettiä esimerkiksi vikaherkimpiä kohtia ja eri johtohaarojen tärkeyttä toimitusvarmuuden kannalta, sekä punnita muita ratkaisuja verkkoa saneeratessa.

Lappeenrannan Energiaverkot rajasi avojohdon sekä sen eri ratkaisut vain haja-asutus alueelle jättäen saaret ja taajaman pois. Keskijänniteverkon avojohto ja muut ratkaisut rajautuvat saarilta pois, koska sitä käytettäisiin vain mantereen ja saaren välisissä yhteyksissä [12]. Ensisijaisesti saaren kohteet yhdistetään mantereen sähköverkkoon vesistökaapeleilla, ja myös saaren sisällä suositaan maakaapelia. Saarien sijainti vaikeuttaa viankorjausta, joten tästä syystä ilmajohto keskijännite tai pienjännite verkossa ei ole ensisijainen vaihtoehto [12].

Haja-asutus alueella pitkillä haarajohdoilla, joissa on useita muuntopiirejä, suositaan avojohtoa maakaapelin sijasta. Tämä perustuu maakaapelin viankorjauksen kestoon jättäen useat muuntopiirit ilman sähköä [12]. Maakaapelin viankorjausta muut verkkoyhtiöt eivät olleet pohtineet, sillä maakaapelin vikataajuus on 10–50 % avojohdoista [17]. Maakaapeloinnin kehittyessä voidaan vikataajuuden olettaa vähenevän entisestään. Sijainnin mukaan avojohto saattaakin aiheuttaa todellisuudessa paljon enemmän viankorjausta.

Tampereen Energia Sähköverkolla avojohto oli maaseudulla varteenotettava vaihtoehto, niin kuin myös muilla verkkoyhtiöillä [9]. Avojohto ja levennetty johtokatu olivat halvimmat ratkaisut verkkoa rakentaessa, niin kuin taulukosta 1 huomataan. Levennetyllä johtokadulla tarkoitetaan avojohtoa, jonka ympäriltä puusto on leikattu pois. Tämä vähentää vian mahdollisuutta puun kaatuessa avojohtoihin päin, mutta aiheuttaa lisäkustannuksia johtokadun ylläpidolle. Erityisesti saneerauksessa on järkevää ottaa monet eri rakentamisvaihtoehdot huomioon ja optimoida eri rakentamistapojen käyttö kohteissa eikä esimer-

kiksi vain kaapeloida koko verkkoa [20]. Tämä on myös huomattu TAES:in kehittämissuunnitelman laskemissa, ja että jokaisen haarajohdon saneeraustoteutustavoissa on huomioitava avojohdon, maakaapelin sekä muiden tapojen yhdistelmiä [9].

4.3 Päällystetty avojohto

Päällystetty avojohto eli PAS-johto tarkoittaa keskijänniteverkossa käytettyä avojohtoa, jonka pinnalla on eristys. Eristystä on johtimen pinnalla sen verran, ettei esimerkiksi johtimien kosketus toisiinsa hetkellisesti aiheuta läpilyöntiä. Samalla tavalla myrskyssä kaatunut puu voi levätä johtimen päällä aiheuttamatta keskeytystä asiakkaalle. Eristysrakenteen kautta vaiheiden välistä johtoväliä voidaan pienentää, jonka ansiosta johtokadun ei tarvitse olla yhtä suuri kuin perinteisellä avojohdolla. Kuvassa 9 on PAS-johtoa rakennettua tien varteen. [17]

Kuva 9. PAS-johdolla rakennettua keskijänniteverkkoa tien varressa. [20]

PAS-johdoilla on parempi käyttövarmuus verrattuna perinteiseen avojohtoon. Vikoja ei synny eristeen ansiosta niin helposti, mutta esimerkiksi johtimen päällä makaava puu vaurioittaa eristystä ajan kanssa. Eristyksen pettäessä johdon päälle kaatunut puu aiheuttaa suuri-impedanssisen maasulun, joka on maasulun suojauslaitteiden vaikea havaita. [20]

PAS-johtoa kannattaakin suosia rakennettavaksi tien varteen, jolloin johdin on helppo tarkistaa myrskyn jälkeen ja mahdollisten kaatuneiden puiden varalta. PAS-johtoa on myös vaikea korjata sen eristerakenteen vuoksi. Kaatuneen puun aiheuttama vaurio

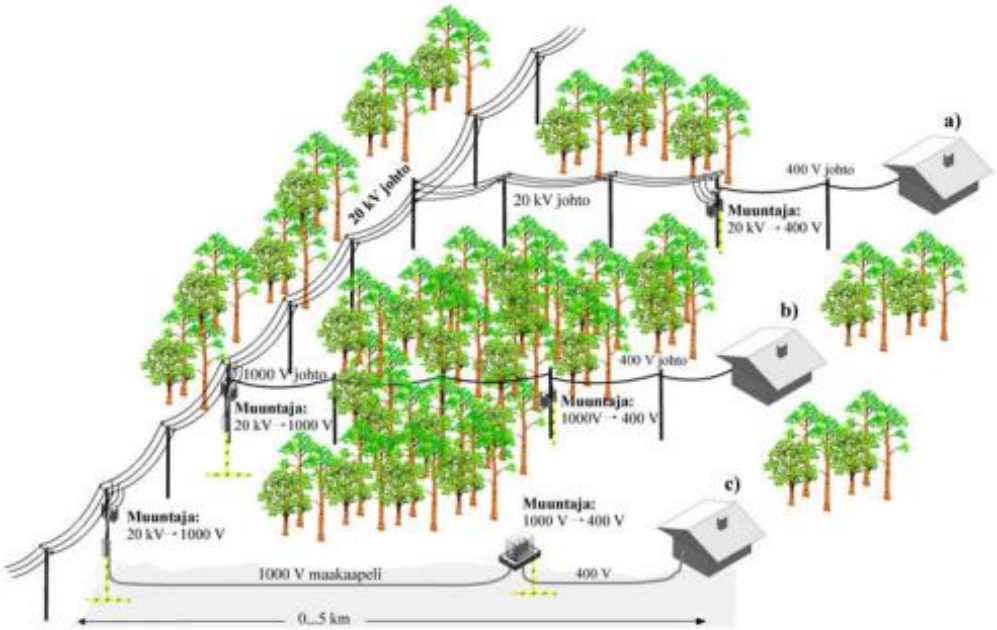
eristeen rakenteeseen on myös vaikea todentaa. PAS-johdon huonoksi puoleksi lukeutuu myös sen noin 30 % kalliimmat investointikustannukset verrattuna perinteiseen avojohtoon. [17] [20]

Päällystetyn avojohdon osalta tässä työssä käsiteltyjen verkkoyhtiöiden osalta näkemys kehittämissuunnitelmissa oli samanlainen. Maaseudulla ja harvaan asutuilla alueilla PAS-johdon käyttö nähdään mahdollisena verkon kehittämistoimena. Lappeenrannan Energiaverkot oli rajannut PAS-tekniikan käytön pois saarista, sillä ainoa keskijännitteen käyttökohde olisi mantereen ja saaren välisissä yhteyksissä, ja tällöin käytetään vesistökaapelia. Taulukosta 1 huomataan kokonaiskustannusten perusteella PAS-johto noin 20 % avojohtoa kalliimmaksi, joka on melko lähellä kirjallisuudessa annettua noin 30 % arvoa. Keskeytyksestä aiheutuva haitta eli KAH-kustannukset ovat myös lähellä perinteistä avojohtoa, joten sitä kautta saatu hyöty on olematon. [9] [11] [12]

Näin ollen PAS-tekniikkaa kannattaa painottaa teiden varsissa, mutta muuten tekniikalla saatu hyöty jää vähäiseksi. Kehittyvillä vikojen ilmaisulaitteilla PAS-johtojen mahdollinen hyöty korostuisi. Alueen vikataajuus eli vikojen esiintymistiheys sekä johtolähdön teho on huomioitavia asioita, kun määritetään PAS-johdon kannattavuutta teknistaloudellisesta näkökulmasta. [20] [25]

4.4 1 kV sähkönjakelu

Perinteisesti jännitetasot Suomessa keskijännitteestä pienjännitteeseen on 20/0.4 kV. Keskijänniteverkon vikojen aiheuttaessa kuluttajalle yli 90 % keskeytyksistä on uutta jännitetasoa mietitty yhtenä ratkaisuna [17]. 1 kV sähkönjakelussa aikaisempiin jännitetasoihin verrattuna lisätään väliin uusi jännitetaso, jolloin jännite menisi 20/1/0.4 kV. Yleisesti 1 kV jännitetasoa pystyisi hyödyntämään pienitehoiset ja vika-alttiit keskijännitejohtohaarat, jolloin vikojen määrä ja vaikutusalue pienentyisi [17]. 1 kV muodostaa oman suojausalueensa, eikä sen vikaantuminen vaikuta muihin samalla keskijännitesyöttöalueella oleviin asiakkaisiin [17]. Uusi jännitetaso vaatii yhden 20/1/0.4 kV kolmikäämimuuntajan sekä kaksi 1/0.4 kV muuntajaa, joka on esitetty yksinkertaistettuna kuvassa 10 [17]. Kuvassa 10 a-kohdassa on 20/0.4 kV sähkönjakelu, b- ja c-kohdat kuvassa 10 esittävät eri toteutustapoja 1 kV sähkönjakelusta.



Kuva 10. 1 kV sähkönjakelu verrattuna perinteiseen 20/0.4 kV sähkönjakeluun. [17]

Jännitteenalenema on pienempi verrattuna 0.4 kV jännitteeseen, jolloin ratkaisu soveltuu paremmin maaseudulle, jossa yksittäiset liittymät sijaitsevat kauempana muuntajista. 1 kV tekniikalla pystytään syöttämään 1–5 km päässä olevia asiakkaita, kun 0.4 kV jännitteellä maksimietäisyys on jännitteenaleneman takia alle kilometrin luokkaa. Voidaan yleisesti määrittää varmoiksi käyttökohteiksi 1 kV tekniikalle saneerausalueet, jossa ilmajohtoverkossa haarajohdon siirtoteho on alle 60 kW ja maakaapeliverkossa haarajohdon siirtoteho on alle 100 kW. Taloudellisuus perustuu olemassa olevan verkon hyödyntämiseen. [17] [20]

1 kV järjestelmä luokitellaan pienjännitteeseen, jolloin leveää johtokatua ei tarvita verrattuna 20 kV avojohtoihin. Tämä auttaa säilyttämään metsien luonnonmukaisen maiseman, joka myös osaltaan parantaa mahdollisesti asiakastyytyväisyyttä [17]. Pienjännitteeseen luokittelun ansiosta 1 kV järjestelmässä voidaan soveltaa samaa sähköasennusstandardia kuin 0.4 kV asennuksissa [21]. Tämä voi helpottaa asentajien saatavuutta useamman täyttäessä vaatimukset, vaikka silti perusteellinen perehdytys 1 kV tekniikalle on tarpeen. Edelleen myös entisiä 0.4 kV komponentteja voidaan käyttää, kun ne on koestettu 1 kV vaatimusten mukaisesti [17]. Esimerkkinä komponenteista pienjänniteilmajohtona käytetty AMKA-riippukierrekaapeli, maakaapeli ja pylväät.

Kustannukset 1 kV tekniikalle ovat halvemmat verrattuna keskijännite avojohtoon, mutta lisäkustannuksia tulee uusista muuntajista. Myös häviökustannukset ovat korkeammat verrattuna keskijännite avojohtoihin. Keskeytys-, korjaus- ja kunnossapitokustannukset

taas ovat halvemmat 1 kV tekniikalla [22]. 1 kV tekniikasta saatu taloudellinen hyöty korostuukin alueittain, esimerkiksi vikaisilla keskijänniteverkkoalueilla. Laajempi 1 kV tekniikan käyttöönotto eri verkkoyhtiöissä myös mahdollisesti laskisi komponenttien hankintakustannuksia suurempien valmistusmäärien myötä.

Kehittämissuunnitelmissa kaikki kolme verkkoyhtiöt pitivät alueillaan 1 kV sähkönjakelu mahdollisena vaihtoehtona. Erityisesti haja-asutus, maaseutu ja saaret nähtiin potentiaalisina käyttöalueina [9] [11] [12]. 1 kV käyttö asemakaavassa ja taajamassa rajattiin kaikissa verkkoyhtiöissä pois riittämättömän siirtokapasiteetin perusteella. PKS Sähkönsiirto arvioi, että reilu viidennes keskijänniteverkosta olisi maaseutuvyöhykkeellä korvattavissa 1 kV sähkönjakelulla, ja harvaan asutulla maaseudulla reilu neljännes [11]. Tällä verkkoalueella 1 kV tekniikan käyttö ei rajoittuisi vain yksittäisiin kohteisiin, joka muuntajien sekä muiden komponenttien lisääntymisen kautta lisäisi tarvetta suuremmille varastotiloille [23]. Kuvasta 4 huomataan, että Lappeenrannan Energiaverkoilla on haja-asutus ja saarialueita suhteellisen paljon, joten tälläkin verkkoalueella 1 kV sähkönjakelu olisi varteenotettava saneerausvaihtoehto. Lappeenrannan Energiaverkkojen kehittämissuunnitelmassa on todettu, että 1 kV käyttömahdollisuutta tarkastellaan lyhyillä ja pienitehoisilla johtohaaroilla.

Tampereen Energia Sähköverkolla on kehittämissuunnitelmassa mainittu 1 kV sähkön jakelun mahdollisuus, mutta verkkoyhtiöllä ei ole tällä hetkellä käytössä 1 kV jännitetasoa. Teiskon alueella 1 kV jännitetasolle olisi mahdollisesti käyttöä, sillä alueella on loma-asuntoja sekä muita käyttöpaikkoja, joilla tehot ovat sopivia 1 kV tekniikalle. Verkkoyhtiön kannattaisi selvittää, kuinka monella johtolähdöllä 1 kV tekniikkaa voitaisiin mahdollisesti hyödyntää. Arvioinnissa tulisi ottaa huomioon aikaisemmin mainitut ehdot, kuten siirtokapasiteetti ja jännitteenaleneman pysyminen sallituissa rajoissa. Potentiaalisten johtolähtöjen lukumäärän avulla pystyisi arvioimaan, että onko järkevää ottaa kokonaan uutta tekniikkaa käyttöön verkkoalueella. Pelkällä teknistaloudellisella ratkaisulla ei kuitenkaan saada kokonaisuuden kannalta toimivinta ratkaisua. Huomioon otettavia tekijöitä ovat myös asiakkaat, käyttövarmuus, ympäristö, omistajat ja viranomaisvalvonta [24].

4.5 Rakennustavan valinta

Lohjalan tekemän tutkimuksen mukaan jakeluverkkojen kehittämisessä kannattaa hyödyntää useita menetelmiä sähkön siirtotarpeen ja ympäristöolosuhteiden mukaan [24]. Sama havaitaan myös tässä työssä, sillä kaikilla rakennustavoilla on sekä hyviä että huonoja puolia. Menetelmien yhteensovittamisella muodostuu toimivin ratkaisu ja yhden menetelmän osoittautuessa virheelliseksi ei koko jakeluverkkoa tarvitse uusia. Keskijänniteverkon rakentamisessa kannattaa hyödyntää teiden varsia, kun se on mahdollista ja valita maakaapelointikohteet tarkasti kohteille, joissa halutaan erityisen korkea käyttövarmuus. Maakaapeloinnin huonoiksi puoliksi tulevat kallis hinta sekä joustavuuden vähentyminen kuormituksessa tapahtuviin muutoksiin. [24]

Pieniä tehoja siirtävät metsissä sijaitsevat 20 kV johtohaarat voidaan korvata 1 kV tekniikalla, jolloin kaapelointikustannukset tulevat edullisemmiksi. Päällystettyjä ilmajohdot eli PAS-johtimet kannattaa sijoittaa teiden varsille, jolloin ne ovat helpommin tarkistettavissa myrskyjen jälkeen. Normaalia avojohtoa kannattaa käyttää tilanteissa, joissa muut ratkaisut eivät ole teknistaloudellisesti kannattavia. Myös mahdollisella suojausautomaatiolla voidaan käyttövarmuutta parantaa, kun johtohaarat erotetaan omiksi suojausalueiksi. Suojausautomaation toimintaa ei tässä työssä käydä tarkemmin läpi. Suojausautomaation lisääntyminen on kuitenkin tärkeää säävarman verkon ja toimitusvarmuuden kannalta. [20] [24]

Rakentamistavan valinnalla saadaan suora vaikutus jakeluverkon säävarmuuteen. Pelkästään jakeluverkon maakaapelointi ei ole siis välttämättä oikea ratkaisu, vaan jokainen alue täytyy tarkastella erikseen. Tähän rakentamistapojen vertailuun alueittain myös Energiaviraston määräämä kehittämissuunnitelma jakeluverkkoyhtiöitä omalta osaltaan ohjaa.

5. TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT

Verkkoyhtiön tehtävänä on kehittämissuunnitelmassaan arvioida kehitystä omalla verkkoalueellaan, sekä investointiensa suuruutta laatuvaatimusten ja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi [5]. Investointien suuruudesta eri osa-alueilla pystyy päättelemään, missä verkkoyhtiöllä on eniten parannettavaa omalla verkkoalueellaan.

Tässä työssä tarkasteltujen verkkoyhtiöiden arviot tulevista investoinneista eri osa-alueilla vaihtelivat. Lappeenrannan Energiaverkkojen ja PKS Sähkönsiirron kehittämissuunnitelmissa suurimmat investoinnit tulevaisuudessa sijoittuvat pienjännitteiseen jakeluverkkoon, kun taas Tampereen Energia Sähköverkolla suurimmat investoinnit kohdistuvat sähköasemiin [9] [11] [12]. Kaikilla verkkoyhtiöillä suurimpien investointien joukossa oli myös keskijännitteinen jakeluverkko. Aikaisemmin todetusti keskijänniteverkon toimitusvarmuus on merkittävässä roolissa asiakkaan kokemissa keskeytyksissä. Keskijänniteverkon parantaminen toimitusvarmuuden näkökulmasta on siten selkeä valinta.

Eroavaisuuksia kehittämissuunnitelmista löytyy myös käyttöpaikkojen osalta. Ainoastaan TAES odottaa käyttöpaikkojen lukumäärän kasvavan alueellaan. PKS Sähkönsiirto ja Lappeenrannan Energiaverkot alueilla käyttöpaikkojen taas odotetaan kääntyvän laskuun. Molemmilla on paljon maaseutuverkkoa, joten maaseudulla odotetaan väestön vähentyvän. Kaikkien verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmissa nähdään ladattavien ajoneuvojen sekä pientuotannon voimakas kasvu tulevaisuudessa. Yhtenä haasteena tälle nähdään ylikuormittumisen vaara, jos ladattavien ajoneuvojen lataaminen ohjautuu sähkön edullisimmille tunneille. Ladattavien ajoneuvojen lataus lisää verkon huipputehoa, joten tulevaisuuden älykkäille verkkoratkaisuille on tarvetta. [9] [11] [12]

Älykäs sähköverkko tarkoittaa verkon sopeutumista sähkön kulutukseen automaation ja tietoliikenteen kautta [26]. Ajankohtaisena asiana älykkäämpään sähköverkkoon on uudet sähkömittarit, joita TAES vaihtaa asiakkailleen [27]. Uuden sähkömittarin avulla sähköviat tulevat helpommin esiin, sekä asiakkaan oman sähkönkulutuksen seuranta on helpompaa [27]. Parantunut tietoliikenne ja automaatio on huomioitu kirjallisuudessa sähköverkkojen tulevaisuuteen liittyen jo kauan aikaa sitten, ja myös ajankohtaisemmissa artikkeleissa kehityksen uskotaan jatkuvan [20] [26]. Tulevaisuuden sähköverkot voisivat mahdollisesti auttaa esimerkiksi optimaalisen rakentamistavan valinnassa automaation kautta saadun datan avulla. Sähköverkosta saatavan lisääntyvän datan avulla voidaan myös olettaa tulevaisuuden kehittämissuunnitelmien päätösten pohjautuvan monipuolisempaan vertailuun.

6. YHTEENVETO

Tässä kandidaatintyössä tarkasteltiin Energiaviraston edellyttämää sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelmaa ja sen käytännön toteutusta kolmessa eri jakeluverkkoyhtiössä: Tampereen Energia Sähköverkko Oy:ssä, PKS Sähkönsiirto Oy:ssä ja Lappeenrannan Energiaverkot Oy:ssä. Työn tavoitteena oli vertailla yhtiöiden valitsemia verkon rakentamistapoja sekä arvioida näiden ratkaisujen soveltuvuutta erilaisissa ympäristöissä toimitusvarmuuden ja kustannustehokkuuden näkökulmasta.

Työssä tarkastellaan vaihtoehtoisia ratkaisuja maakaapeloinnin rinnalla toimitusvarmuuden sekä kustannusten osalta. Tarkastelun kohteena olivat avojohdot, päällystetyt avojohdot eli PAS-johdot ja erityisesti 1 kV sähkönjakelutekniikkaa. Kaikkien verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmista käy ilmi, että maakaapelointi on yleisesti käytössä tiheästi asutuilla alueilla, kun taas harvaan asutuilla alueilla avojohtoratkaisut ja 1 kV tekniikka voivat olla kustannustehokkaampia vaihtoehtoja. Kustannusvertailujen perusteella maakaapelointi on kallein rakentamistapa, mutta tarjoaa parhaimman säävarmuuden ja pienimmät keskeytyskustannukset.1 kV tekniikan käyttöä pidetään lupaavana etenkin haja-asutusalueilla ja saarilla, joissa keskijänniteverkon laajamittainen saneeraus maakaapeloimalla ei ole taloudellisesti kannattavaa.

Lopuksi työssä tarkasteltiin tulevaisuuden näkymiä eri verkkoalueilla, kuten käyttöpaikkojen lukumäärää, pientuotannon lisääntymistä, ladattavien ajoneuvojen lisääntymistä ja älykästä sähköverkkoa. Tulevaisuuden näkymät ja niiden vaikutukset jäivät tässä työssä vähemmälle, joten jatkotutkimukset niihin liittyen olisivat aiheellisia. Verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmat osoittavat, että investointitarpeet vaihtelevat alueittain: TAES panostaa sähköasemiin, kun taas PKS Sähkönsiirto ja Lappeenrannan Energiaverkot painottavat pienjänniteverkon kehittämistä. Keskijänniteverkko oli kaikilla verkkoyhtiöillä suurimpien investointien joukossa.

Kokonaisuudessaan työ tuo esiin, että jakeluverkon kehittämisessä ei ole yhtä oikeaa ratkaisua, vaan rakentamistapoja on vertailtava jokaiselle alueelle erikseen ja tulevaisuuden tarpeet huomioiden. Työssä huomattiin myös, että soveltuvin tapa saattaa olla eri tapojen yhdistelmä pelkän maakaapeloinnin sijasta. Energiaviraston kehittämissuunnitelma toimii työkaluna, joka ohjaa verkkoyhtiöitä tekemään perusteltuja ja aluekohtaisia investointipäätöksiä. Jatkotutkimuksia aiheesta tulevaisuuden näkymien lisäksi voisivat

olla tarkemmat vertailut rakentamistavoista tietyille alueille ja 1 kV tekniikan lisäksi muiden jännitetasojen käyttömahdollisuudet eri jakeluverkkoalueilla.

LÄHTEET

[1] Finlex, Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta (590/2013). Saatavissa: https://finlex.fi/fi/lainsaadanto/2013/590, (viitattu 11.3.2025)

[2] Energiavirasto, Hinnoittelun valvonta ja sähkön jakeluverkkotoiminta. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta, (viitattu 13.3.2025)

[3] Energiavirasto, Sähkö- ja maakaasuverkot. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/sahko-ja-maakaasuverkot, (viitattu 10.4.2025)

[4] Finlex sähkömarkkinalaki (588/2013). Saatavissa: https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588#O2L6P52, (viitattu 7.3.2025)

[5] Energiavirasto, Määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/maaraykset, (viitattu 20.2.2025)

[6] Energiateollisuus, Sähköverkot. Saatavissa: https://energia.fi/energiatietoa/energiaverkot/sahkoverkot/, (viitattu 11.3.2025)

[7] M. Määttänen, ”Kuinka sähkö kulkee.” Saatavissa: https://www.fingridlehti.fi/kuinka-sahko-kulkee/, (viitattu 7.3.2025)

[8] Tampereen kaupungin karttapalvelu Oskari. Saatavissa: https://kartat.tampere.fi/oskari/, (viitattu 22.2.2025)

[9] Tampereen Energia Sähköverkko Oy kehittämissuunnitelma. Saatavissa: https://tampereensahkoverkko.kehittamissuunnitelma.fi/, (viitattu 7.3.2025)

[10] Energiavirasto, Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2023. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut, (viitattu 22.2.2025)

[11] PKS Sähkönsiirto Oy kehittämissuunnitelma. Saatavissa: https://pkssahkonsiirto.kehittamissuunnitelma.fi/default/, (viitattu 7.3.2025)

[12] Lappeenrannan Energiaverkot Oy kehittämissuunnitelma. Saatavissa: https://lappeenrannanenergiaverkot.kehittamissuunnitelma.fi/default/basics, (viitattu 5.3.2025)

[13] Sähkön keskeytystilastot 2010–2019. Saatavissa: https://energia.fi/tilastot/sahkon-keskeytystilastot-2010-2019/, (viitattu 10.3.2025)

[14] G. Nikulin, E. Kjellström, U. Hansson, G. Strandbergand A. Ullerstig, “Evaluation and future projections of temperature, precipitation and wind extremes over Europe in an ensemble of regional climate simulations”, Saatavissa: https://doi.org/10.1111/j.1600-0870.2010.00466.x., (viitattu 10.3.2025)

[15] Energiateollisuus, “Syksyn myrskyt katkoivat sähköjä, katkoja vähemmän ja ne olivat lyhyempiä kuin aiemmin.” Saatavissa: https://energia.fi/tiedotteet/syksyn-myrskyt-katkoivat-sahkoja-katkoja-vahemman-ja-ne-olivat-lyhyempia-kuin-aiemmin/, (viitattu 10.3.2025)

[16] Energiateollisuus, ”Sähkönjakelun luotettavuus”. Saatavissa: https://energia.fi/energiatietoa/energiaverkot/sahkoverkot/sahkonjakelun-luotettavuus/, (viitattu 31.3.2025)

[17] E. Lakervi, J. Partanen, Sähkönjakelutekniikka. 2. uud. p. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press; 2009, (viitattu 1.4.2025)

[18] SFS 6000-8-814:2022, Pienjännitesähköasennukset. Osa 8–814: Täydentävät vaatimukset. Kaapelien asentaminen maahan tai veteen. Saatavissa: https://online.sfs.fi/, (viitattu 7.3.2025)

[19] SFS 6001:2018 Suurjännitesähköasennukset. Saatavissa: https://online.sfs.fi/, (viitattu 7.3.2025)

[20] L. Kumpulainen, H. Laaksonen, R. Komulainen, A. Martikainen, M. Lehtonen, P. Heine et al. ”Verkkovisio 2030: Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio.” Espoo: VTT Technical Research Centre of Finland, 2006. 93 p. (VTT Tiedotteita - Meddelanden - Research Notes; No. 2361). Saatavissa: https://cris.vtt.fi/en/publications/verkkovisio-2030-jakelu-ja-alueverkkojen-teknologiavisio, (viitattu 4.4.2025)

[21] SFS 6001-1:2022, ”Pienjänniteasennukset. Osa 1: Perusperiaatteet, yleisten ominaisuuksien määrittely ja määritelmät.” Saatavissa: https://online.sfs.fi/, (viitattu 7.4.2025)

[22] J. Lohjala, T. Kaipia, J. Lassila and J. Partanen, "The three-voltage level distribution using the 1000 V low voltage system," *CIRED 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Turin, Italy, 2005, pp. 1-5. Saatavissa: https://ieeexplore.ieee.org/document/5427976, (viitattu 7.4.2025)

[23] V. Saira, ”1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä.” Saatavissa: https://lutpub.lut.fi/handle/10024/59285, (viitattu 7.4.2025)

[24] J. Lohjala, ”Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet.” Saatavissa: https://lutpub.lut.fi/handle/10024/45440, (viitattu 7.4.2025)

[25] E. Turkia, ”Sähkönjakeluverkon toimitusvarmuusanalyysi sekä saneerausvaihtoehtojen teknistaloudellinen vertailu.” Saatavissa: https://lutpub.lut.fi/handle/10024/164367, (viitattu 9.4.2025)

[26] O. Butt, M. Zulqarnain, T. Butt, “Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network.” Saatavissa: https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.004, (viitattu 9.4.2025)

[27] Sähkömittareiden vaihtaminen Tampereella. Saatavissa: https://www.tampereensahkoverkko.fi/ajankohtaista/sahkomittareiden-vaihtaminen-tampereella/, (viitattu 9.4.2025)